

计及需求响应的园区电热综合能源系统 灵活性资源优化配置

赵振宇, 刘夏

(华北电力大学 经济与管理学院, 北京市 昌平区 102206)

Optimal allocation of flexible resources for park-level electric heating integrated energy system considering demand response

ZHAO Zhenyu, LIU Xia

(School of Economic and Management, North China Electric Power University, Changping District, Beijing 102206, China)

摘要: 为进一步提高综合能源系统灵活性和可再生能源消纳能力, 提出了一种考虑需求响应的园区电热综合能源系统双层优化配置模型。结合可再生能源出力不确定性并综合考虑灵活性资源的特性, 定义综合能源系统电、热灵活性指标。在需求响应方面, 采用模糊 C 均值法对分时段进行划分并确定合理的分时电价, 同时在综合能源系统优化配置中计及可中断负荷、可转移负荷的参与。计及各类灵活性资源, 建立上层优化设备容量、下层优化设备出力运行的园区电热综合能源系统双层优化配置模型。算例结果表明, 灵活性资源的合理配置可以有效降低弃风弃光率, 提高系统经济性, 同时灵活性资源的加入可以有效降低灵活性不足率, 达到快速响应负荷并提升可再生能源消纳能力的效果。

关键词: 综合能源系统; 灵活性资源; 综合需求响应; 优化配置; 可再生能源消纳

Abstract: In order to further improve the flexibility and renewable energy consumption ability of the integrated energy system, a two-layer optimization model of the park electrical heating integrated energy system that considers the needs of demand response is proposed. Combining the uncertainty of the contribution of renewable energy and considering the characteristics of flexible resources, define the integrated energy system electricity and thermal flexibility indicators. In terms of demand response, for time-sharing electricity prices, the fuzzy C-means method is used to determine the time-of-use interval and determine the reasonable time-of-use electricity price. At the same time, the participation of interruptible load and transfer-

able load is taken into account in the optimal configuration of the integrated energy system. Taking into account all kinds of flexibility resources, a two-level optimal configuration model of the park's electric heating integrated energy system is established to optimize equipment capacity at the upper level and unit operation at the lower level. The results of the calculation show that the reasonable allocation of flexible resources can effectively reduce the rate of wind and light abandonment and improve the system economy, at the same time, the addition of flexible resources can effectively reduce the insufficient flexibility rate, achieve rapid response to load and improve the absorption capacity of renewable energy.

Keywords: integrated energy system; flexible resources; comprehensive demand response; optimize configuration; consumption of renewable energy

DOI: 10.19725/j.cnki.1007-2322.2023.0107

0 引言

随着化石能源供应紧缺、环境污染日益加剧, 以风电、光伏为代表的可再生能源受到了广泛的运用与关注^[1]。但风、光出力具有波动性和间歇

性, 且其与原有负荷的波动性叠加导致系统净负荷波动加剧^[2]。因此需要大力发展灵活性资源, 提高系统灵活性, 以减轻净负荷变化引起的功率波动和爬坡不足^[3], 否则会带来弃风、弃光、切负荷等问题, 影响系统的安全稳定运行。如何综合考虑系统灵活性资源, 对灵活性资源进行优化配置是目前需解决的紧迫问题。

国际能源署 (IEA) 将灵活性资源分为可调节的电源、储能电站 (包括抽水蓄能电站等)、

基金项目: 北京市自然科学基金面上项目 (8232013)。
Project Supported by Beijing Natural Science Foundation Project.

互联电网和需求侧灵活资源四类^[4]。国内外学者对电力系统灵活性评估和灵活性资源的优化配置进行了研究。文献[1]提出一种“整体-局部”的灵活性评估方法,根据多场景下的调度结果对电力系统的灵活性进行整体和局部的评估。文献[5-6]研究了灵活性资源对系统调度成本的影响,结果表明合理设置调度容量需求可以有效降低运行成本。文献[7]针对热电厂配置电锅炉和储热装置,提出了以弃风成本最小化为目标的双层优化模型,将改进的网格搜索和复合搜索法结合进行模型的求解。文献[8]为提高风电渗透率,实现电力系统安全稳定运行,构建了优化配置模型并求解,得到抽水蓄能与电池复合储能的最优容量。文献[9]指出除灵活性电源外,还应考虑需求响应以提升系统灵活性。文献[10]利用电动汽车的快速响应能力,作为电力系统的灵活性调节产品参与系统调频。

上述研究均从电源、储能等单方面出发,考虑灵活性资源的优化配置,而灵活性资源涉及电源侧、需求侧、电网侧和储能侧,现有研究尚缺少考虑多元灵活性资源耦合对系统灵活性与经济性影响的对比分析。且现有研究对灵活性指标的选择和构建集中于电灵活性指标,缺少对系统热力灵活性的评估。综合能源系统灵活性从电力系统灵活性延伸而来^[11],但目前研究多基于电力系统灵活性,对综合能源系统灵活性及灵活性资源优化配置研究不足。尤其是对于“以热定电”现象及“风热冲突”问题凸显的“三北”地区^[12-14],研究制定适用于电热综合能源系统、综合考虑源荷储侧灵活性提升的灵活性资源优化配置方案极为重要。

综上,本文提出一种计及需求响应的园区电热综合能源系统双层优化配置模型,其中重点考虑电制热设备、电/热储能和需求响应为主的灵活性资源,从源荷储侧进一步提升综合能源系统的灵活性以及风、光消纳能力。首先结合可再生能源出力不确定性并综合考虑灵活性资源的特性,定义综合能源系统电、热灵活性指标;在需求响应方面,采用模糊C均值法对分时区间进行划分并确定合理的分时电价,同时在综合能源系统优化配置中计及可中断负荷、可转移负荷的参与;进而建立计及各类灵活性资源的电热综合能源系统双层优化配置模型,对灵活性资源容量及运行

进行优化,并通过算例验证模型的有效性和合理性。

1 灵活性指标的确定

灵活性指标主要衡量系统所具备的灵活性调节能力的大小和灵活性调节空间的多少^[15]。本节在参考相关研究的基础上^[1, 15-16],从电、热两个角度,提出上调灵活性不足度、上灵活性充裕度、上调灵活性不足率下调灵活性不足度、下调灵活性充裕度、下调灵活性不足率6个灵活性指标,并以此为标准分析电热综合能源系统灵活性情况。

1.1 电灵活性指标

当电负荷增大时,定义:

$$F_t^U = \min \left[(P_{t,\max}^{\text{CHP}} - P_t^{\text{CHP}}) \eta_e, U_{\text{ramp}} \eta_e \Delta t \right] + \min \left[(Q_t^{\text{ES}} - Q_{\min}^{\text{ES}}), P_t^{\text{ES,out}} \Delta t \right] + (P_t^{\text{EB}} - P_{t,\min}^{\text{EB}}) \Delta t + (P_{t,\max}^{\text{cut}} - P_t^{\text{cut}}) + (P_{t,\max}^{\text{shift}} - P_t^{\text{shift}}) - (L_t^{\text{E}} - L_{t-1}^{\text{E}}) \quad (1)$$

式中: $P_{t,\max}^{\text{CHP}}$ 为 CHP 机组运行时的最大出力; P_t^{CHP} 为 CHP 机组在 t 时段的出力; η_e 为 CHP 机组的发电效率; U_{ramp} 为 CHP 机组的最大上爬坡速率; Q_t^{ES} 为储能电池在 t 时段的荷电容量; $Q_{\min}^{\text{ES}}$ 为储能电池的容量下限; $P_t^{\text{ES,out}}$ 为储能电池在 t 时段的放电功率; P_t^{EB} 为电锅炉在 t 时段的功率; $P_{t,\min}^{\text{EB}}$ 为电锅炉在 t 时段的功率下限; $(L_t^{\text{E}} - L_{t-1}^{\text{E}})$ 为电力负荷的变化量。

当 $F_t^U > 0$ 时,为向上灵活性充裕量;当 $F_t^U < 0$ 时,为向上灵活性不足量。设上调灵活性充裕总时间为 $T_{\text{u,suf}}$,上调灵活性不足总时间为 $T_{\text{u,inf}}$,上调灵活性充裕度和上调灵活性不足度可以分别表示为:

$$F_{t,A}^U = (\sum_{F_t^U > 0} F_t^U) / T_{\text{u,suf}} \quad (2)$$

$$F_{t,D}^U = (\sum_{F_t^U < 0} -F_t^U) / T_{\text{u,inf}} \quad (3)$$

同理,当电负荷减小时,可以得到 F_t^D 。如上述式(2)(3),可以定义相应的下调灵活性充裕度 $F_{t,A}^D$ 和下调灵活性不足度 $F_{t,D}^D$ 。同时,电上调灵活性不足率和电下调灵活性不足率可以表示为:

$$\eta_{\text{u}} = T_{\text{u,inf}} / (T_{\text{u,inf}} + T_{\text{u,suf}}) \quad (4)$$

$$\eta_{\text{d}} = T_{\text{d,inf}} / (T_{\text{d,inf}} + T_{\text{d,suf}}) \quad (5)$$

1.2 热灵活性指标

当热负荷增大时,定义:

$$R_t^U = \min[(P_{t,\max}^{\text{CHP}} - P_t^{\text{CHP}})\eta_h, U_{\text{ramp}}\eta_h\Delta t] + \min[(Q_t^{\text{HSE}} - Q_{\min}^{\text{HSE}}), P_t^{\text{HSE,out}}\Delta t] + (P_{t,\max}^{\text{EB}} - P_t^{\text{EB}})\eta_{\text{EB}}\Delta t + (Q_{t,\max}^{\text{cut}} - Q_t^{\text{cut}}) + (Q_{t,\max}^{\text{shift}} - Q_t^{\text{shift}}) - (L_t^{\text{H}} - L_{t-1}^{\text{H}}) \quad (6)$$

式中： η_h 为 CHP 机组的热转换效率； Q_t^{HSE} 为蓄热罐在 t 时段的储热容量； $Q_{\min}^{\text{HSE}}$ 为蓄热罐的容量下限； $P_t^{\text{HSE,out}}$ 为蓄热罐在 t 时段的放热功率； η_{EB} 为电锅炉的制热系数； $(L_t^{\text{H}} - L_{t-1}^{\text{H}})$ 为热负荷变化量。

当 $R_t^U > 0$ 时，为向上灵活性充裕量；当 $R_t^U < 0$ 时，为向上灵活性不足量。设上调灵活性充裕总时间为 $T'_{u,\text{suf}}$ ，上调灵活性不足总时间为 $T'_{u,\text{inf}}$ ，上调灵活性充裕度和上调灵活性不足度可以分别表示为：

$$R_{t,A}^U = \left(\sum_{R_t^U > 0} R_t^U \right) / T'_{u,\text{suf}} \quad (7)$$

$$R_{t,D}^U = \left(\sum_{R_t^U < 0} -R_t^U \right) / T'_{u,\text{inf}} \quad (8)$$

同理，当热负荷减小时，可以得到 R_t^D 。相似的，如式 (7)、(8)，可以定义下调灵活性充裕度 $R_{t,A}^D$ 和下调灵活性不足度 $R_{t,D}^D$ 。同时，热上调灵活性不足率和热下调灵活性不足率可以表示为：

$$\eta'_u = T'_{u,\text{inf}} / (T'_{u,\text{inf}} + T'_{u,\text{suf}}) \quad (9)$$

$$\eta'_d = T'_{d,\text{inf}} / (T'_{d,\text{inf}} + T'_{d,\text{suf}}) \quad (10)$$

2 园区电热综合能源系统双层优化配置

2.1 分时电价方案

分时电价策略是价格型需求响应策略的一种，实施分时电价策略可以有效减少负荷曲线的峰谷差，提高电力系统运行的稳定性，同时能有效减少电力系统容量和设备的备用^[17]。实施分时电价策略需要对峰谷时段进行划分，同时制定合理的分时电价。本节采用模糊 C 均值法进行时段的划分，并基于此制定合理的分时电价。

1) 时段的划分。

模糊 C 均值算法通过确定样本到类别的隶属度，实现样本对类别的模糊划分，使得聚类结果更加合理，在电力负荷分类中应用较为广泛^[18]。本节利用模糊 C 均值法将典型日负荷进行聚类，得到峰、平、谷三类负荷。首先定义峰隶属度如

式 (11) 所示。

$$\xi_t = (L_t - L_{\min}) / (L_{\max} - L_{\min}) \quad (11)$$

式中： ξ_t 表示 t 时的负荷峰隶属度； L_t 表示 t 时负荷； $L_{\max}$ 和 $L_{\min}$ 分别表示负荷的最大值和最小值。

通过式 (11) 可以得到各时点负荷峰隶属度，各时点峰隶属度介于 0-1 之间，其中峰负荷的峰隶属度趋近于 1，谷负荷趋近于 0，可以通过模糊 C 均值法进行聚类。

对于已得的数据集合 $\xi = \{\xi_1, \xi_2, \xi_3, \dots, \xi_{24}\}$ ，将其中的 24 个元素分为 3 类，各聚类中心集合为 $C = \{c_1, c_2, c_3\}$ 。令 $\mu_k(\xi_i) \in [0, 1]$ 表示样本 i 属于第 k 类隶属度函数，且有

$$\sum_{k=1}^3 \mu_k(\xi_i) = 1, i = 1, 2, 3, \dots, 24 \quad (12)$$

基于欧式距离定义模糊 C 均值算法的目标函数，实质是通过多次迭代，使目标函数的值达到最小，如式 (13) 所示。

$$J = \sum_{k=1}^3 c_k \sum_{i=1}^{24} \mu_k(\xi_i)^m d_{ik}^2 \quad (13)$$

式中： $d_{ik} = \|\xi_i - c_k\|$ 为样本点到聚类中心的欧氏距离； m 为模糊加权指数，一般取值为 2；隶属度 $\mu_k(\xi_i)$ 和聚类中心 c_k 的计算公式分别如式 (14) 和式 (15)，通过对式 (14) 和式 (15) 的迭代，以目标函数 J 的变化误差为终止条件，可以实现对各时点负荷的分类。

$$\mu_k(\xi_i) = \frac{(d_{ik})^{-2/m-1}}{\left(\sum_{k=1}^3 d_{ik} \right)^{-2/m-1}} \quad (14)$$

$$c_k = \frac{\sum_{i=1}^{24} \mu_k(\xi_i)^m \xi_i}{\sum_{i=1}^{24} \mu_k(\xi_i)^m} \quad (15)$$

2) 电价的制定。

分时电价策略是用户响应电价的变化并相应地调整用电需求，而电力需求价格弹性反映的是用电量的相对变动对电价的相对变动的反应程度^[19]，电力需求价格弹性公式为：

$$\varepsilon_{ij} = \frac{\Delta Q_i / Q_i}{\Delta P_j / P_j} \quad (16)$$

式中： P_j 为 j 时段电价； Q_i 为 i 时段电力需求； ΔP_j 为 j 时段电价变化量； ΔQ_i 为 i 时段电力需求变化量。

当 $\Delta P > 0$ 时，该时段电力需求会相应减少并转移到其他时段，引起其他时段电力需求增加。因此当 $i = j$ 时， $\varepsilon_{ij} < 0$ ；当 $i \neq j$ 时， $\varepsilon_{ij} > 0$ 。因此电

力需求价格弹性矩阵为

$$E = \begin{bmatrix} \varepsilon_{11} & \varepsilon_{12} & \dots & \varepsilon_{n1} \\ \varepsilon_{21} & \varepsilon_{22} & \dots & \varepsilon_{n2} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \varepsilon_{n1} & \varepsilon_{n2} & \dots & \varepsilon_{nn} \end{bmatrix} \quad (17)$$

电价变化后各时段用电量如式(18):

$$\begin{bmatrix} Q'_1 \\ Q'_2 \\ \vdots \\ Q'_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Q_1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & Q_2 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & Q_n \end{bmatrix} \quad (18)$$

式中 Q'_i 是电价变化后第 i 时段的电力需求。

在此基础上,为提高用户响应积极性,应确保实施分时电价策略前后总用电量不变,且总用电成本未升高,即:

$$P_1 Q_1 + P_2 Q_2 + \dots + P_n Q_n \geq P'_1 Q'_1 + P'_2 Q'_2 + \dots + P'_n Q'_n \quad (19)$$

式中 P'_i 为电价变化后 i 时段电价。

2.2 双层优化模型

为考虑到灵活性资源的优化配置与电热综合能源系统实际运行之间的相互影响,保证电热综合能源系统中灵活性资源的合理配置,本节引入双层优化模型的概念,优化模型求解流程如图1所示。构建上层规划层以年综合成本最低为目标,下层运行层以典型日运行成本最低为目标,上层优化灵活性资源容量、下层优化资源运行的双层优化配置模型。同时,提出可中断、可转移电热负荷两个激励性需求响应机制^[20],通过电、热负荷的动态变化,形成两个层次之间的交互连接。

2.2.1 上层规划模型

1) 目标函数。

上层规划模型以电热综合能源系统年综合成本最低为目标,主要考虑系统投资成本 C_{inve} 和运行成本 C_{cope} ,即:

$$\min C = C_{\text{inve}} + C_{\text{cope}} \quad (20)$$

$$C_{\text{inve}} = (1-R) \sum_{i=1}^M C_{\text{inve},i} H_i I_i \quad (21)$$

$$H_i = \frac{r(1+r)^{I_i}}{(1+r)^{I_i} - 1} \quad (22)$$

式中: D 为冬季供暖期天数,一般取150天; R 为所投资的固定资产残值率,取 C_{inve} 的5%; $C_{\text{inve},i}$ 为第 i 种设备的单位容量安装成本; I_i 为设备 i 的安装容量; H_i 为设备 i 的等值年资本回收率; r 为贴

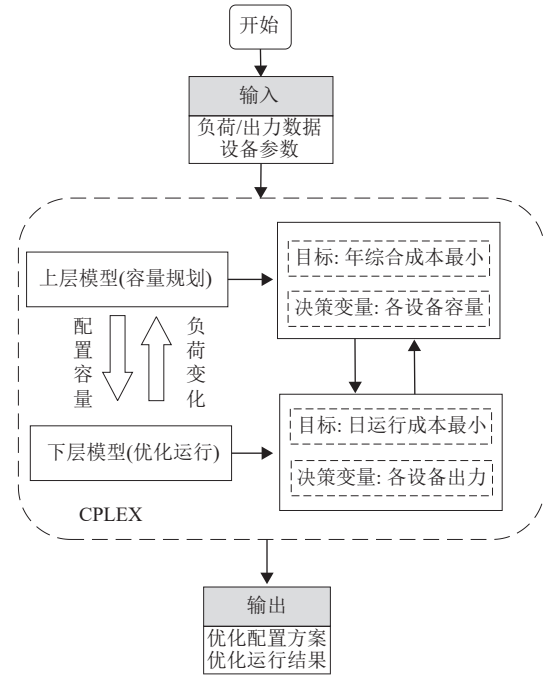


图1 双层优化模型求解流程

Fig. 1 Two-layer optimization model solving process

现率,取5%; I_i 为设备 i 的使用年限期望值。

2) 约束条件。

(1) 功率平衡约束。

$$L_t^E + P_t^{\text{EB}} + P_t^{\text{ES},\text{in}} + Q_t^{\text{w}} + Q_t^{\text{p}} = P_t^{\text{grid},\text{buy}} + P_t^{\text{ES},\text{out}} + P_t^{\text{CHP}} \eta_e + P_t^{\text{WT}} + P_t^{\text{PV}} \quad (23)$$

$$L_t^{\text{H}} + P_t^{\text{HSE},\text{in}} = P_t^{\text{HSE},\text{out}} + P_t^{\text{CHP}} \eta_h + P_t^{\text{EB}} \eta_{\text{EB}} \quad (24)$$

式中: $P_t^{\text{ES},\text{in}}$ 为储能电池在 t 时段的充电功率; Q_t^{w} 和 Q_t^{p} 为可控负荷功率,即新能源剩余; $P_t^{\text{grid},\text{buy}}$ 为 t 时段的购电功率; P_t^{WT} 和 P_t^{PV} 分别为 t 时段的风电和光伏出力; $P_t^{\text{HSE},\text{in}}$ 为蓄热罐在 t 时段的充热功率。

2) CHP 出力和爬坡约束。

$$P_{\min}^{\text{CHP}} \leq P_t^{\text{CHP}} \leq P_{\max}^{\text{CHP}} \quad (25)$$

$$P_t^{\text{CHP}} - P_{t-1}^{\text{CHP}} \leq U_{\text{ramp}} \Delta t \quad (26)$$

$$P_{t-1}^{\text{CHP}} - P_t^{\text{CHP}} \leq D_{\text{ramp}} \Delta t \quad (27)$$

3) 储能设备约束。

$$Q_{t+\Delta t}^k = (1-\alpha_k) Q_t^k + \Delta t (\eta_k^{\text{in}} P_t^{k,\text{in}} - P_t^{k,\text{out}} / \eta_k^{\text{out}}) \quad (28)$$

$$Q_{\min}^k \leq Q_{t+\Delta t}^k \leq Q_{\max}^k, k \in \{\text{ES}, \text{HSE}\} \quad (29)$$

式中: Q_t^k 为 t 时段储能设备储存的能量; $P_t^{k,\text{in}}$ 、 $P_t^{k,\text{out}}$ 分别为 t 时段储能设备充、放能功率; η_k^{in} 、 η_k^{out} 分别为储能设备充、放能效率; α_k 为储能设备自放能损耗系数,取10%; $Q_{\min}^k$ 、 $Q_{\max}^k$ 分别为

储能设备容量的下限和上限。

2.2.2 下层运行模型

1) 目标函数。

下层模型以运行成本最小化为目标，旨在优化典型日下电热综合能源系统中各种设备的最优出力，运行成本 C_{cope} 由购能成本 C_{enp} 、运维成本 C_{main} 、可中断负荷成本 C_{IDR} 和弃风弃光成本 C_{cwp} 构成，即

$$C_{\text{cope}} = C_{\text{enp}} + C_{\text{main}} + C_{\text{IDR}} + C_{\text{cwp}} \quad (30)$$

$$C_{\text{enp}} = p_t^g \sum_{t=1}^{24} (P_t^{\text{CHP}} / V_{\text{LHV}}) \Delta t + \sum_{t=1}^{24} p_t^{\text{e,buy}} P_t^{\text{grid,buy}} \quad (31)$$

$$C_{\text{main}} = \sum_{t=1}^{24} \sum_m P_t^m \xi_m \quad (32)$$

$$C_{\text{IDR}} = \sum_{t=1}^{24} p_t^{\text{IL}} P_t^{\text{cut}} \quad (33)$$

$$C_{\text{cwp}} = \sum_{t=1}^{24} p_t^{\text{w}} Q_t^{\text{w}} + p_t^{\text{p}} Q_t^{\text{p}} \quad (34)$$

式中： p_t^g 为天然气价格； V_{LHV} 为天然气燃烧的低位热值，取 $10.8 \text{ kW} \cdot \text{h}/\text{m}^3$ ； $p_t^{\text{e,buy}}$ 为购电价格； P_t^m 为 t 时段设备 m 的输出功率； ξ_m 为设备 m 的单位运维成本； p_t^{IL} 为 t 时段单位削减负荷成本； P_t^{cut} 为 t 时段的可中断电热负荷； p_t^{w} 和 p_t^{p} 为单位弃风成本 and 单位弃光成本。

2) 约束条件。

① 功率平衡约束。

$$L_t^{\text{E}} + P_t^{\text{EB}} + P_t^{\text{ES,in}} + Q_t^{\text{w}} + Q_t^{\text{p}} - P_t^{\text{cut}} + P_t^{\text{shift}} = P_t^{\text{grid,buy}} + P_t^{\text{ES,out}} + P_t^{\text{CHP}} \eta_e + P_t^{\text{WT}} + P_t^{\text{PV}} \quad (35)$$

$$L_t^{\text{H}} + P_t^{\text{HSE,in}} - Q_t^{\text{cut}} + Q_t^{\text{shift}} = P_t^{\text{HSE,out}} + P_t^{\text{CHP}} \eta_h + P_t^{\text{EB}} \eta_{\text{EB}} \quad (36)$$

② CHP 出力和爬坡约束。

见上层模型式 (26)——(28)。

③ 储能设备约束。

见上层模型式 (29)——(30)。

④ 可中断负荷约束与可转移负荷约束。

$$0 \leq P_t^{\text{cut}} \leq P_{t,\text{max}}^{\text{cut}} \quad (37)$$

$$T \in T_{\text{cut}} \quad (38)$$

$$P_{t,\text{min}}^{\text{shift}} \leq P_t^{\text{shift}} \leq P_{t,\text{max}}^{\text{shift}} \quad (39)$$

$$\sum_{t=1}^T P_t^{\text{shift}} = 0 \quad (40)$$

在电热综合能源系统中，不仅存在电力市场的需求响应，也存在着热力市场与电热交换的需

求响应^[21]，因此电负荷、热负荷均可计及可中断负荷与可转移负荷。式中： $P_{t,\text{max}}^{\text{cut}}$ 为 t 时段的可中断电热负荷最大值； T_{cut} 为可中断时段； P_t^{shift} 为 t 时段的可转移电热负荷； $P_{t,\text{min}}^{\text{shift}}$ 和 $P_{t,\text{max}}^{\text{shift}}$ 分别为 t 时段可转移电热负荷的最小值和最大值。

3 算例分析

3.1 基本参数设置

选取中国北方某地一个含小型风机和光伏机组的园区电热综合能源系统为例进行仿真分析，其综合能源系统结构如图 2 所示，包含以下能源设备：热电联供 CHP 机组、小型风机、光伏机组、储能电池、电锅炉、蓄热罐。在供给侧，园区电热综合能源系统直接与外部电网和天然气网络相连，园区设有小型风机和光伏机组自发自用，当小型风机和光伏机组无法满足系统负荷需求时通过外部电网购电满足。在需求侧，此综合能源系统的终端负荷主要为电、热两类负荷，电负荷由小型风机、光伏机组、CHP 机组和储能电池供给；热负荷由 CHP 机组、电锅炉和蓄热罐供给。园区内设备基本参数参考文献 [22-23]，如表 1 所示。

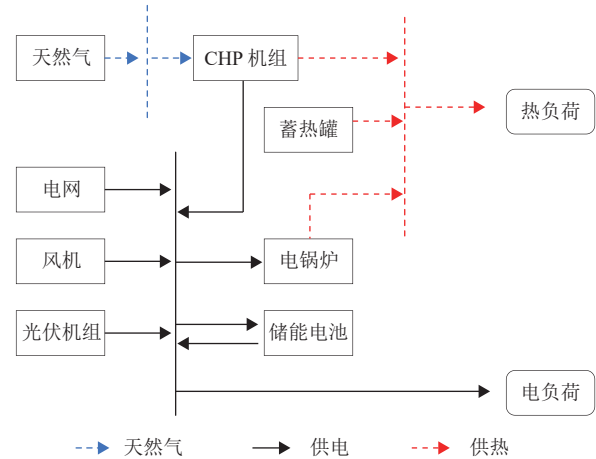


图 2 园区电热综合能源系统结构图

Fig. 2 Structure diagram of the park-level electric heating integrated energy system

由于冬季供暖期有大量热负荷需求，故选取冬季典型日各时段电、热负荷及风光出力曲线如图 3 所示。最大可中断负荷功率为每时段负荷需求的 10%，最大可转移负荷功率为每时段负荷需求的 15%，天然气购买价格为 $2.99 \text{ 元}/\text{m}^3$ 。

3.2 分时区间的划分

对典型日负荷进行聚类，得到峰、平、谷三

表 1 综合能源系统设备参数

设备	投资成本	运行维护成本	转化效率/%	生命周期/a
CHP	4200元/kW	0.015元/kW	电：35热：50	20
储能电池	1444元/kW·h	0.009元/kW·h	充能：95放能：95	10
电锅炉	2500元/kW	0.001元/kW	75	20
蓄热罐	100元/kW·h	0.002元/kW·h	充能：90放能：90	20

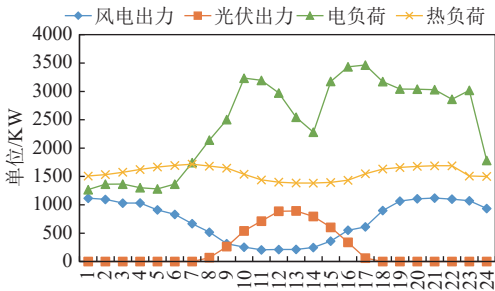


图 3 电热负荷及风光出力数据

Fig. 3 Data of load and power output

类负荷。首先利用第二节分时电价方案中的式(11)计算各时点的峰隶属度，得到结果如表 2 所示。

表 2 典型日各时点负荷峰隶属度

Table 2 Maximum membership degree of each load point in a typical day			
时点	峰隶属度	时点	峰隶属度
1:00	0.0000	9:00	0.5865
2:00	0.0335	10:00	0.9369
3:00	0.0342	11:00	0.9220
4:00	0.0118	12:00	0.8379
5:00	0.0047	13:00	0.5496
6:00	0.0341	14:00	0.4530
7:00	0.1660	15:00	0.8906
8:00	0.4548	16:00	0.9883
		17:00	1.0000
		18:00	0.8890
		19:00	0.8399
		20:00	0.8385
		21:00	0.8351
		22:00	0.7712
		23:00	0.5867
		24:00	0.1803

根据模糊 C 均值聚类法将各时点负荷峰隶属度划分成峰、平、谷三类，所得聚类结果和时段划分情况如图 4 和表 3 所示。

为提高用户响应积极性，应确保实施分时电价策略前后总用电量不变，且总用电成本未升高。假定原电价为 0.51 元/kW·h，实施分时电价后的峰、平、谷电价分别为 0.72 元/kW·h、0.57 元/kW·h、0.37 元/kW·h，同时采用文献 [24] 的弹性价格矩阵，得到实施分时电价策略后的负荷如图 5 所示。

由图 5 可以看出，在实施分时电价策略后，负荷峰谷差由原来的 2769.91 kW 到现在的 2195.81 kW，降低了 20.73%。负荷峰谷差的减小，可以有效减

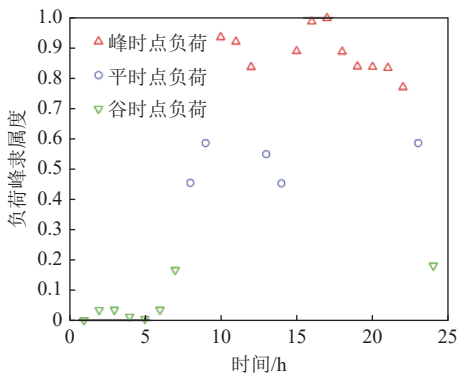


图 4 各时点负荷聚类结果

Fig. 4 Results of load clustering

表 3 峰、平、谷各时段划分情况

Table 3 The division of peaks, flats and valleys		
谷时段	平时段	峰时段
0:00—7:00	7:00—9:00	9:00—12:00
23:00—24:00	12:00—14:00	14:00—22:00
	22:00—23:00	

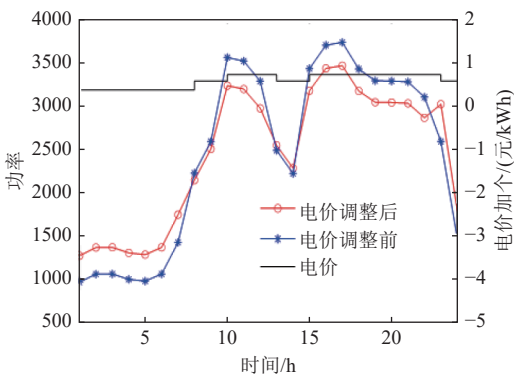


图 5 电价调整前后负荷曲线

Fig. 5 Load curve before and after price adjustment

少弃风、弃光、切负荷等问题的出现，对提高系统灵活性有直接帮助。

3.3 运行优化结果分析

本节基于 Matlab 平台并调用 CPLEX 求解器对园区电热综合能源系统双层优化问题进行求解，通过比较综合成本和运行成本的联合成本最优值，输出电热综合能源系统各灵活性资源的优化配置结果及优化运行方案。

在实施需求响应的策略下，设计了 4 种场景进行对比分析：场景 1 仅有 CHP 机组一种灵活性资源，电负荷由 CHP 机组、风光和电网购电满足，热负荷由 CHP 机组满足；场景 2 在场景 1 的基础上对 CHP 进行热电解耦，在系统中配置蓄热罐和电锅炉两种灵活性资源；场景 3 在场景 1 的基础

上，配置储能电池；场景 4 在场景 1 的基础上同时配置蓄热罐、电锅炉和储能电池。

3.3.1 各场景优化配置方案及成本分析

各场景优化配置方案及年化成本对比分别见表 4、5。

表 4 各场景优化配置方案
Table 4 Optimize configuration solutions for each scenario kW

灵活性资源	场景1	场景2	场景3	场景4
电锅炉	0	1682.75	0	1480.11
蓄热罐	0	500	0	482.67
储能电池	0	0	954.10	842.11

表 5 各场景年化成本对比
Table 5 Annualized cost comparison of each scenario 万元

成本	场景1	场景2	场景3	场景4
综合成本	1066.70	1065.16	1043.51	1041.59
投资成本	582.93	606.49	578.28	589.54
运行成本	483.77	458.67	465.23	452.04
购能成本	405.57	397.28	392.75	386.86
运维成本	18.83	22.27	22.55	27.49
弃风弃光成本	17.26	0.14	8.59	0
可中断负荷成本	42.11	38.98	41.34	37.69

由表 5 可知，从经济性看，随着配置灵活性资源的种类增加，系统综合成本不断降低。配置灵活性资源后，虽然系统投资成本、运维成本有所增大，但由于配置灵活性资源后包括购能成本、弃风弃光成本及可中断负荷成本在内的运行成本均有不同程度的减少，故系统综合成本有所降低。

从节省购能成本的角度看，场景 2、3、4 相较场景 1 均有不同程度的减少，场景 2 主要是通过电锅炉和蓄热罐的出力减少 CHP 的热出力，从而减少了天然气成本；场景 3 通过储能电池充放电减少了外网购电，从而降低了购能成本。从需求响应角度看，由于场景 1 仅配置了 CHP 机组，需要可中断负荷和可转移负荷的调整来满足对电热的供应，所以场景 1 可中断负荷成本最大，随着后续场景灵活性资源的加入，可中断负荷成本也不断降低。从新能源消纳的角度看，在电热综合能源系统中配置灵活性资源有利于风光的消纳，尤其是场景 2 和场景 4 的配置方案下更加明显。

因此相较于储能电池，配置电锅炉和蓄热罐能更大幅度降低弃风弃光率，这主要是由于电锅炉可以利用 CHP 产生的余电供热，更大程度实现热电解耦。

3.3.2 各场景灵活性指标分析

为进一步分析各场景下园区电热综合能源系统的灵活性情况，计算得到电、热灵活性指标如表 6、表 7 所示。

表 6 各场景电灵活性指标对比
Table 6 Comparison of electrical flexibility indicators of each scenario

灵活性指标	场景1	场景2	场景3	场景4
上调灵活性充裕度	668.74	619.20	640.64	596.28
上调灵活性不足度	329.47	281.46	204.32	149.11
下调灵活性充裕度	1045.56	957.71	988.94	863.57
下调灵活性不足度	614.29	278.45	356.31	299.72
上调灵活性不足率	0.455	0.367	0.273	0.227
下调灵活性不足率	0.167	0.083	0.125	0.063

表 7 各场景热灵活性指标对比
Table 7 Comparison of thermal flexibility indicators of each scenario

灵活性指标	场景1	场景2	场景3	场景4
上调灵活性充裕度	245.67	232.86	245.67	217.43
上调灵活性不足度	207.48	53.77	207.48	24.35
下调灵活性充裕度	843.86	821.85	843.86	799.42
下调灵活性不足度	98.67	87.47	98.67	82.39
上调灵活性不足率	0.214	0.143	0.214	0.107
下调灵活性不足率	0.222	0.167	0.222	0.125

比较以上 4 个场景可以发现，场景 1 中各项灵活性指标均最大，说明在电热综合能源系统中配置不同种类的灵活性资源，可以有效降低灵活性不足率，提高快速响应负荷、消纳可再生能源的能力。

从电灵活性指标角度出发，相较于电锅炉和蓄热罐，配置储能电池对系统上调灵活性指标影响更大，主要是由于在系统净负荷增大时，储能电池可通过放电快速满足电力的供应。当风光大发时，电锅炉、储能电池均可消纳新能源剩余，因此各场景对下调灵活性指标均效果显著。对于热灵活性指标，由于 CHP 以热定电的特性，储能电池的配置对热灵活性指标未产生影响。而电锅炉和蓄热罐可以降低 CHP 热出力，使 CHP 调节

能力提高,为系统提供了更高的灵活性,因此配置电锅炉和蓄热罐对上/下调灵活性不足/充裕度等热灵活性指标均影响显著。

3.3.3 机组优化出力分析

为进一步分析灵活性资源参与综合能源系统所带来的影响,以场景 4 为例,园区电热综合能源系统电、热功率平衡情况如图 6、图 7 所示。

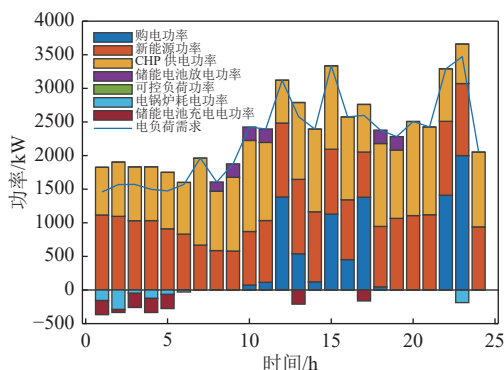


图 6 场景 4 电功率平衡图

Fig. 6 Electric power balance of scenario 4

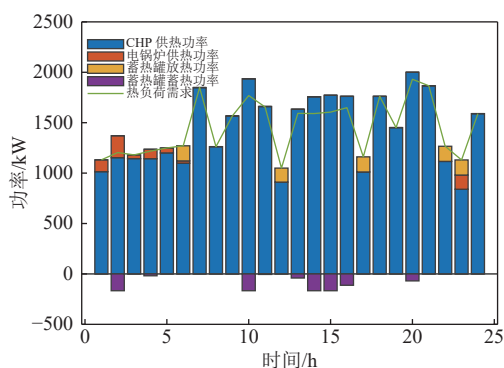


图 7 场景 4 热功率平衡图

Fig. 7 Thermal power balance of scenario 4

根据电、热功率平衡图,冬季热负荷需求较高,且电负荷需求与热负荷需求峰谷时段不一致,若仅配置 CHP 机组,则会发生以热定电现象,加之风电出力峰谷时段与电负荷需求也不一致,更会加重新能源剩余等问题。

在 0:00—6:00 时段内,热负荷需求最大,仅靠 CHP 机组产热难以满足,配合电锅炉共同产热实现热负荷的供给。而此时电负荷需求处于谷段,CHP 和风电发电供大于求,启动电锅炉和储能电池消耗剩余电量,同时电锅炉供热满足热负荷需求。9:00—22:00 时段多为电负荷峰段,储能电池释放负荷低谷时储存的电量,加之此时段风光出力较小,通过外网购电补充电负荷缺额。储能

电池的运行遵循负荷低谷充电、负荷高峰放电的策略,对降低电热综合能源系统的购能成本有重要作用。蓄热罐在 CHP 机组满功率运行大量产热时消纳热量,在热负荷较低时为减轻运行成本,此时减少 CHP 机组出力,部分热负荷由蓄热罐供给即可满足。相较于仅 CHP 一种灵活性资源,电锅炉、蓄热罐、储能电池等灵活性资源的合理配置,维持了系统的平稳运行。

3.4 余电上网情况分析

在此综合能源系统中,余电除通过储能电池转移、电锅炉消耗两种方式进行消纳外,还可以考虑并网售电方式。本文在上述优化模型基础上,进一步考虑余电上网情况,得到各场景年化成本见表 8,两种模式下的综合成本及运行成本对比见图 8。

表 8 考虑余电上网后各场景年化成本

Table 8 Annualized cost comparison of each scenario considering the remaining power connection to the grid

成本	场景1	场景2	场景3	场景4
综合成本	1081.14	1084.66	1078.94	1077.96
运行成本	455.15	454.99	447.38	447.23

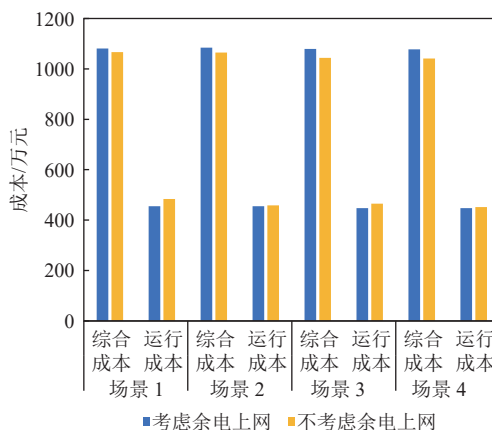


图 8 两种模式下成本对比图

Fig. 8 Cost comparison chart for two modes

在运行成本方面,系统考虑余电上网后由于产生售电收益,因此运行成本有所降低。同时,场景 3 由于储能电池的加入,能够在负荷低谷期充电并与电网交互售电,增加了额外的售电效益,因此较于场景 1 和场景 2 运行成本较低。然而,系统考虑余电上网后,为增加售电收益,CHP 出力有所增大,导致了额外的投资成本升高,因此

相较于不考虑余电上网的情况，考虑余电上网后年综合成本有所上升。

考虑余电上网后，可以更加有效地解决可再生能源消纳问题。以场景 3 为例，图 9、图 10 为两种模式下电功率平衡图。可以发现，在不考虑余电上网模式下，0:00—6:00 时段内处于电负荷低谷和风电大发期，此时产生较大量弃风，弃风量占风电出力的 16.52%，而考虑余电上网后，可以完全化解弃风、弃光问题。由此可见，余电上网是有效解决可再生能源消纳问题的途径之一，但综合考虑投资、运行经济性，在不考虑余电上网模式下加入电锅炉、蓄热罐、储能电池等灵活性资源是提升系统经济性、灵活性和可再生能源消纳水平的最优途径。

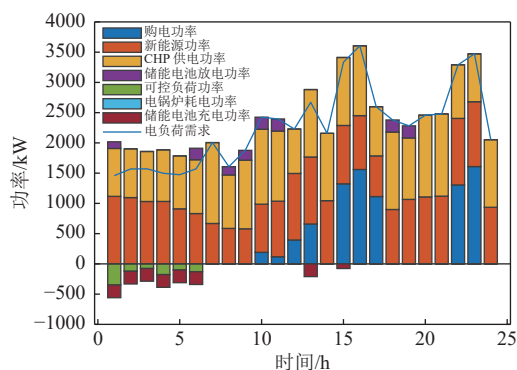


图 9 不考虑余电上网场景 3 电功率平衡图

Fig. 9 Electric power balance of scenario 3 without considering the remaining power connection to the grid

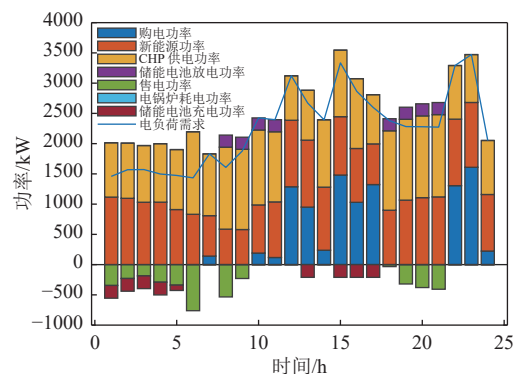


图 10 考虑余电上网后场景 3 电功率平衡图

Fig. 10 Electric power balance of scenario 3 considering the remaining power connection to the grid

4 结论

本文提出一种考虑需求响应的园区电热综合能源系统双层优化配置模型，综合考虑电制热设

备、电/热储能和需求响应等灵活性资源，通过对源、荷、储侧灵活性资源的合理配置，降低风电大发期和热负荷高峰期的热电机出力，提升综合能源系统的灵活性以及风、光消纳能力。同时，为分析电热综合能源系统运行灵活性，提出电、热两方面灵活性指标，结果表明指标能够反映电热综合能源系统在上调和下调过程中的运行灵活性情况。

通过算例验证了双层优化配置模型的有效性，同时基于仿真结果，对比不同场景下的综合能源系统配置结果和优化运行方案。结果表明，灵活性资源的合理配置，可有效减少系统运行成本，在多种灵活性资源中，电锅炉具有运行成本低、风光消纳效果好的效果；灵活性资源的加入可以有效降低灵活性不足率，提高快速响应负荷、消纳可再生能源的能力；所建模型方法能够以较小的经济代价实现系统灵活性和可再生能源消纳能力的提升；同时，分时电价策略的实施，在降低负荷峰谷差、优化负荷曲线上起到重要作用。本文方法对合理规划综合能源系统资源配置和灵活运行有广泛适用性。

参考文献

- [1] 赵福林, 俞啸玲, 杜诗嘉, 等. 计及需求响应的含大规模风电并网下电力系统灵活性评估及需求响应的含大规模风电并网下电力系统灵活性评估 [J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(1): 42-51.
- ZHAO Fulin, YU Xiaoling, DU Shijia, et. al. Assessment on flexibility of a power grid with large-scale wind farm integration considering demand response[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(1): 42-51(in Chinese).
- [2] WANG Q, HODGE B. Enhancing power system operational flexibility with flexible ramping products: a review[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2017, 13(4): 1652-1664.
- [3] YAMUJALA S, JAIN A. Enhancing power systems operational flexibility with ramp products from flexible resources[J]. Electric Power Systems Research, 2022, 202: 107599.
- [4] International Energy Agency (IEA). Harnessing variable renewables: A guide to the balancing challenge[M]. OECD Publishing, 2011.
- [5] WU C, HUG G, KAR S. A functional approach to assessing flexible ramping products' impact on electricity

- market[J]. IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference, 2015.
- [6] WU C, HUG G, KAR S. Risk-limiting economic dispatch for electricity markets with flexible ramping products[J]. IEEE Transactions on Power Systems: A Publication of the Power Engineering Society, 2016, 31(3): 1990–2003.
- [7] 王志强, 张馨月, 王珊, 等. 区域弃风供热模式与设备容量配置协同优化[J]. 电力建设, 2018, 39(10): 82–91.
WANG Zhiqiang, ZHANG Xinyue, WANG Shan, *et al.* Cooperative optimization of regional heating mode using abandoned wind and equipment capacity configuration[J]. Electric Power Construction, 2018, 39(10): 82–91 (in Chinese).
- [8] 杨天蒙, 宋卓然, 姜素华, 等. 用于提高风电渗透率的复合储能容量优化研究[J]. 电网技术, 2018, 42(05): 1488–1494.
YANG Tianmeng, SONG Zhuoran, LOU Suhua, *et al.* Sizing of hybrid energy storage system for improving wind power penetration[J]. Power System Technology, 2018, 42(05): 1488–1494 (in Chinese).
- [9] 张宁, 代红才, 胡兆光, 等. 考虑系统灵活性约束与需求响应的源网荷协调规划模型[J]. 中国电力, 2019, 52(02): 61–69.
ZHANG Ning, DAI Hongcai, HU Zhaoguang, *et al.* A source-grid-load coordinated planning model considering system flexibility constraints and demand response[J]. Electric Power, 2019, 52(02): 61–69 (in Chinese).
- [10] HANG B, KEZUNOVIC M. Impact on power system flexibility by electric vehicle participation in ramp market[J]. IEEE Transaction on Smart Grid, 2016, 7(3): 1285–1293.
- [11] JIANG Xiumei, LI Qifen, YANG Yongwen, *et al.* Optimization of the operation plan taking into account the flexible resource scheduling of the integrated energy system[J]. Energy Reports, 2022, 8: 1752–1762.
- [12] 张磊, 罗毅, 罗恒恒, 等. 基于集中供热系统储热特性的热电联产机组多时间尺度灵活性协调调度[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(4): 985–998.
ZHANG Lei, LUO Yi, LUO Hengheng, *et al.* Scheduling of integrated heat and power system considering multiple time-scale flexibility of CHP unit based on heat characteristic of DHS[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(4): 985–998 (in Chinese).
- [13] 周升彧, 戴赛, 许丹, 等. 考虑源侧灵活性改造及可调节电热负荷的电热联合调度模型[J]. 电网技术, 2020, 44(06): 2254–2262.
ZHOU Shengyu, DAI Sai, XU Dan, *et al.* Optimal dispatching model of combined heat and power system considering source-side flexibility improvement and controllable heat-power load[J]. Power System Technology, 2020, 44(06): 2254–2262 (in Chinese).
- [14] 潘华, 姚正, 林顺富, 等. 基于信息间隙决策理论的含光热电站及热泵的综合能源系统低碳调度优化[J]. 现代电力, 2022, 39(02): 169–183.
PAN Hua, YAO Zheng, LIN Shunfu, *et al.* Low-carbon dispatch optimization of integrated energy system including solar power plant and heat pump based on information gap decision theory[J]. Modern Electric Power, 2022, 39(02): 169–183 (in Chinese).
- [15] 张国梁. 基于灵活性指标的电源规划[D]. 华北电力大学, 2021.
- [16] 鲁宗相, 李海波, 乔颖. 高比例可再生能源并网的电力系统灵活性评价与平衡机理[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(01): 9–20.
LU Zongxiang, LI Haibo, QIAO Ying. Flexibility evaluation and supply/demand balance principle of power system with high-penetration renewable electricity[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(01): 9–20 (in Chinese).
- [17] 高原, 杨贺钧, 郭凯军, 等. 考虑负荷季节特性的电价型需求响应最优定价策略[J]. 电力建设, 2023, 44(01): 53–66.
GAO Yuan, YANG Hejun, GUO Kaijun, *et al.* Optimal pricing strategy of electricity price demand response considering seasonal characteristics of load[J]. Electric Power Construction, 2023, 44(01): 53–66 (in Chinese).
- [18] 石亮缘, 周任军, 张武军, 等. 采用深度学习和多维模糊C均值聚类的负荷分类方法[J]. 电力系统及其自动化学报, 2019, 31(07): 43–50.
SHI Liangyuan, ZHOU Renjun, ZHANG Wujun, *et al.* Load classification method using deep learning and multi-dimensional fuzzy C-means clustering[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2019, 31(07): 43–50 (in Chinese).
- [19] 唐捷, 胡秀珍, 任震, 等. 峰谷分时电价定价模型研究[J]. 电力需求侧管理, 2007(03): 12–15+32.
TANG Jie, HU Xiuzhen, REN Zhen, *et al.* Research of peak-valley TOU pricing model[J]. Power Demand Side Management, 2007(03): 12–15+32 (in Chinese).
- [20] PARVANIA M, FOTUHI-FIRUZABAD M, SHAHIDEHPOUR M. Optimal demand response aggregation in wholesale electricity markets[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2013, 4(4): 1957–1965.
- [21] 王昀, 谢海鹏, 孙啸天, 等. 计及激励型综合需求响应的电热综合能源系统日前经济调度[J]. 电工技术学报, 2021, 36(9): 1926–1934.
WANG Yun, XIE Haipeng, SUN Xiaotian, *et al.* Day-

- ahead economic dispatch for electricity-heating integrated energy system considering incentive integrated demand response[J]. Transactions of China electrotechnical society, 2021, 36(9): 1926–1934(in Chinese).
- [22] 林顺富, 曾旭文, 沈运帷, 等. 考虑灵活性需求的园区综合能源系统协同优化配置 [J]. 电力自动化设备, 2022, 42(09): 9–17.
LIN Shunfu, ZENG Xuwen, SHEN Yunwei, *et al.* Collaborative optimal configuration of park-level integrated energy system considering flexibility requirement[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(09): 9–17(in Chinese).
- [23] 张靠社, 冯培基, 张刚, 等. 考虑机会约束的多能源微电网双层优化配置 [J]. 太阳能学报, 2021, 42(8): 41–48.
ZHANG Kaoshe, FENG Peiji, ZHANG Gang, *et al.* Bi-level optimization configuration method for multi-energy microgrid considering chance constraints[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2021, 42(8): 41–48(in Chinese).
- [24] 孔祥玉, 杨群, 穆云飞, 等. 分时电价环境下用户负荷需求响应分析方法 [J]. 电力系统及其自动化学报, 2015, 27(10): 75–80.
KONG Xiangyu, YANG Qun, MU Yunfei, *et al.* Analysis method for customers demand response in time of using price[J]. Proceedings of the CSU-EPSS, 2015, 27(10): 75–80(in Chinese).

收稿日期：2023-03-22

作者简介：

赵振宇 (1969), 男, 博士, 教授, 研究方向为可再生能源电力建设与管理;

刘夏 (1999), 女, 硕士研究生, 通信作者, 研究方向为综合能源系统优化, E-mail: 15933226376@163.com。